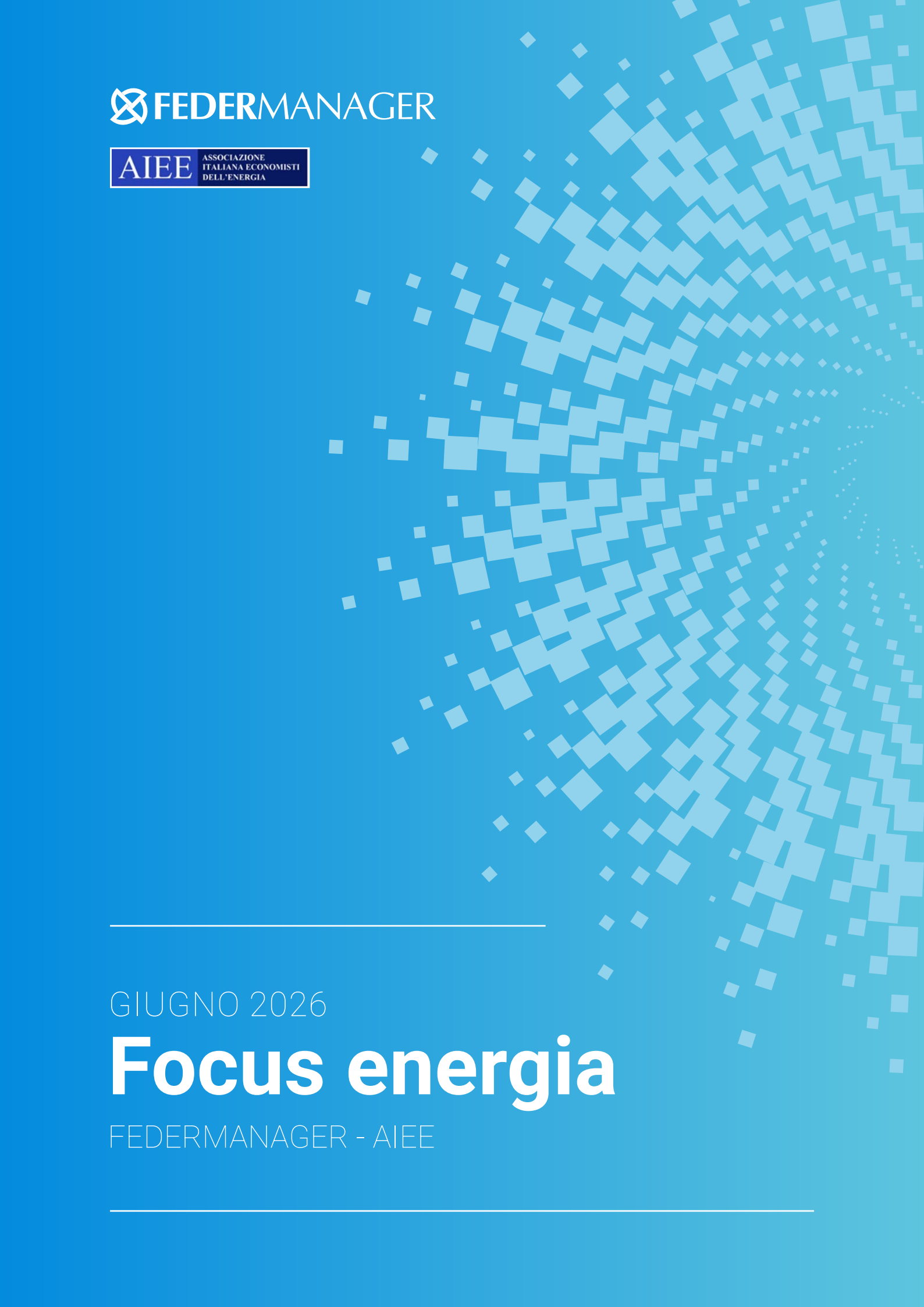




 **FEDERMANAGER**

AIEE ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA

GIUGNO 2026

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

GIUGNO 2026

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

INDICE

1. INFO EUROPA

- ETS2: l'Europa rafforza la riserva di stabilità del mercato in vista dell'avvio nel 2028

2. INFO ITALIA

- Prezzi zonal, oltre il PUN: la sfida di un nuovo equilibrio per il mercato elettrico italiano

3. APPROFONDIMENTI

- Fotosintesi artificiale senza batterie: la soluzione autoregolante per la produzione di combustibili solari

4. NEWS DAL MONDO



1. INFO EUROPA

• ETS2: l'Europa rafforza la riserva di stabilità del mercato in vista dell'avvio nel 2028

L'Unione europea compie un nuovo passo verso l'entrata in vigore dell'ETS2, il nuovo sistema di scambio delle quote di emissione destinato ai settori degli edifici, del trasporto stradale e ad altri comparti attualmente non inclusi nel sistema ETS tradizionale.

Lo scorso 11 giugno 2026, il Consiglio dell'Unione europea e il Parlamento europeo hanno raggiunto un accordo politico provvisorio sulla revisione mirata della *Market Stability Reserve* (MSR) dell'ETS2, il meccanismo introdotto per correggere eventuali squilibri tra domanda e offerta di quote e limitare un'eccessiva volatilità dei prezzi della CO₂. L'accordo, raggiunto durante i negoziati tra la Presidenza cipriota del Consiglio dell'UE e i rappresentanti del Parlamento europeo, conferma l'impostazione proposta dalla Commissione europea e introduce una serie di modifiche finalizzate a garantire un mercato più stabile, liquido e prevedibile in vista della piena operatività del sistema, prevista per il 2028.

L'ETS2 è stato istituito nel 2023 nell'ambito del pacchetto legislativo *Fit for 55* con l'obiettivo di ridurre entro il 2030 le emissioni dei settori interessati del 42% rispetto ai livelli del 2005.

Diversamente dall'attuale sistema ETS applicato principalmente alla produzione energetica e all'industria pesante, l'ETS2 riguarderà le emissioni associate ai combustibili utilizzati negli edifici, nel trasporto stradale e in altri settori.

Gli obblighi non ricadranno direttamente sui cittadini, ma sui fornitori e distributori di combustibili, che dovranno monitorare le emissioni generate dai prodotti immessi sul mercato e acquistare quote corrispondenti alla CO₂ associata. La progressiva riduzione del numero complessivo di quote disponibili incentiverà la decarbonizzazione dei settori interessati, favorendo la diffusione di tecnologie a basse emissioni, l'elettrificazione dei trasporti e sistemi di riscaldamento più efficienti.

La Decisione della Commissione (UE) 2024/2951 ha fissato il tetto massimo (*cap*) dell'ETS2 a 1.036.288.784 quote di emissione nel 2027, valore calcolato sulla base della media delle emissioni derivanti dalla combustione di combustibili registrate nel periodo 2016-2018. Il cap sarà ridotto progressivamente ogni anno per garantire una riduzione delle emissioni entro il 2030 rispetto ai livelli del 2005.

Nel complesso, nel 2027 saranno messe all'asta circa 1,347 miliardi di quote. L'aumento temporaneo dell'offerta nella fase iniziale del sistema ha l'obiettivo di migliorare la liquidità del mercato e contenere la pressione sui prezzi della CO₂ per i soggetti regolamentati nei primi anni di funzionamento. La *Market Stability Reserve* rappresenta il principale meccanismo di stabilizzazione dell'ETS2. La sua funzione è correggere eventuali squilibri tra domanda e offerta di quote, intervenendo sul volume di permessi disponibili quando il mercato presenta condizioni di eccessiva tensione o instabilità.

L'accordo raggiunto tra Consiglio e Parlamento europeo rafforza il ruolo della riserva, estendendone il funzionamento oltre il 2030 e aumentando la capacità del sistema di rispondere a eventuali shock di mercato.

Tra le modifiche più rilevanti figura il rafforzamento del meccanismo di controllo dei prezzi. Se il prezzo delle quote ETS2 supera 45 euro per tonnellata di CO₂eq (valore espresso ai prezzi del 2020), saranno rilasciate dalla riserva 40 milioni di quote, il doppio rispetto ai 20 milioni precedentemente previsti.

L'aumento dell'offerta è finalizzato a contenere eventuali rialzi eccessivi del prezzo del carbonio e a garantire maggiore prevedibilità per famiglie, imprese e Stati membri. Un secondo intervento riguarda il numero di quote in circolazione. Quando tale quantità scende al di sotto della soglia di 260 milioni di quote, il rilascio dei permessi dalla riserva avverrà in modo più graduale e flessibile, evitando il cosiddetto effetto soglia, che potrebbe generare improvvisi cambiamenti delle condizioni di mercato.

Le due principali soglie operative dell'ETS2 possono essere così sintetizzate:

Parametro	Valore	Effetto
Quote in circolazione	260 milioni	Rilascio graduale di quote dalla MSR per aumentare l'offerta
Prezzo della CO ₂	45 €/tCO ₂ eq (prezzi 2020)	Immissione di 40 milioni di quote dalla MSR per contenere aumenti eccessivi

I legislatori europei hanno inoltre stabilito che le future revisioni della MSR dovranno considerare il numero di quote ancora disponibili nella riserva, così da valutarne l'effettiva capacità di intervento.

Nel testo dell'accordo viene ribadita l'importanza di destinare i proventi derivanti dalle aste ETS2 al finanziamento della transizione climatica ed energetica, con particolare attenzione agli edifici e al trasporto stradale. Secondo le stime, il sistema dovrebbe generare entrate comprese tra 342 e 570 miliardi di euro nel periodo 2027-2032.

Di queste risorse, tra 277 e 505 miliardi di euro saranno destinati direttamente agli Stati membri, che dovranno utilizzarli per interventi in materia di clima ed energia secondo quanto previsto dall'articolo 10, paragrafo 3, della direttiva ETS (UE) 2023/959, dando priorità agli aspetti sociali come stabilito dall'articolo 30d, paragrafo 6.

Ulteriori 65 miliardi di euro saranno destinati al Fondo sociale per il clima (*Social Climate Fund* – SCF).

Parallelamente, la Commissione europea e la Banca europea per gli investimenti hanno predisposto uno strumento di prefinanziamento che consentirà agli Stati membri di disporre fino a 3 miliardi di euro nel periodo 2026-2027, anticipando risorse destinate agli investimenti della transizione energetica.

L'entrata in vigore completa dell'ETS2, inizialmente prevista per il 2027, è stata rinviata al 2028 per consentire una transizione più graduale e ridurre gli impatti economici nella fase iniziale.

L'accordo politico dovrà ora essere approvato formalmente dal Consiglio e dal Parlamento europeo, prima dell'adozione definitiva successiva alla revisione tecnico-giuridica del testo e alla pubblicazione nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea.

Secondo Maria Panayiotou, ministra dell'Agricoltura, dello sviluppo rurale e dell'ambiente della Repubblica di Cipro, il rafforzamento della riserva garantirà un mercato più stabile e prevedibile, migliorando la liquidità, riducendo la volatilità dei prezzi e aumentando la fiducia degli operatori nella transizione verso un'economia a basse emissioni. Parallelamente all'accordo sulla MSR dell'ETS2, la Commissione europea ha avviato nuove procedure di infrazione nei confronti di alcuni Stati membri per il mancato recepimento della normativa aggiornata sul sistema ETS.

La Spagna è stata deferita alla Corte di giustizia dell'Unione europea per non aver recepito la direttiva ETS riveduta entro il termine previsto del 31 dicembre 2023. Inoltre, Spagna e Polonia sono state deferite per il mancato recepimento della direttiva aggiornata relativa all'ETS applicato al settore dell'aviazione.

La direttiva ETS riveduta, entrata in vigore nel giugno 2023, rafforza il sistema europeo di scambio delle emissioni fissando un obiettivo di riduzione del 62% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2005 per i settori già coperti dal sistema. La normativa estende inoltre l'ETS al trasporto marittimo, accelera la riduzione delle quote disponibili e aggiorna le regole sull'assegnazione gratuita dei permessi.

Per il settore dell'aviazione, le nuove disposizioni mirano invece ad aumentare il contributo del comparto agli obiettivi climatici europei e ad allineare la normativa UE al sistema internazionale CORSIA per la compensazione e riduzione delle emissioni del trasporto aereo.

La revisione della Market Stability Reserve e le procedure di infrazione rappresentano due aspetti complementari della strategia europea sul carbon pricing: da un lato il rafforzamento degli strumenti di mercato necessari per garantire la stabilità dell'ETS2, dall'altro la necessità che tutti gli Stati membri assicurino un recepimento uniforme della normativa affinché il nuovo sistema possa funzionare efficacemente in tutta l'Unione europea.

2. INFO ITALIA

• **Prezzi zonal, oltre il PUN: la sfida di un nuovo equilibrio per il mercato elettrico italiano**

Il superamento del Prezzo Unico Nazionale non è più soltanto un'ipotesi di lavoro prevista dalla normativa europea e nazionale. Con l'avvio della valorizzazione zonale delle offerte di acquisto sul Mercato del Giorno Prima e con le recenti indicazioni contenute nel quadro strategico dell'Autorità di regolazione, il tema è ormai entrato stabilmente nell'agenda del settore elettrico italiano. Si tratta di una delle riforme più significative dalla nascita della borsa elettrica, destinata a incidere non solo sui meccanismi di formazione dei prezzi all'ingrosso, ma anche sugli equilibri territoriali, sulla competitività industriale e sul ruolo della flessibilità nel sistema energetico.

Il percorso prende avvio dal recepimento della direttiva europea sul mercato interno dell'energia attraverso il Decreto Legislativo 210/2021, che ha previsto la definizione di un graduale passaggio dal PUN a una valorizzazione basata sui prezzi zonal. Il successivo decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 18 aprile 2024 ha tradotto tali principi in disposizioni operative, introducendo un meccanismo transitorio che, pur consentendo formalmente l'applicazione dei prezzi zonal dal 1° gennaio 2025, continua a garantire ai clienti finali un segnale economico sostanzialmente assimilabile a quello del PUN attraverso specifici strumenti di perequazione.

La questione è tuttavia ben più ampia della semplice modifica di una regola di mercato. Il PUN è infatti diventato nel corso degli anni un elemento centrale dell'architettura elettrica italiana. Oltre a rappresentare il principale riferimento per numerose offerte retail a prezzo variabile, viene utilizzato nella determinazione di diversi corrispettivi di sistema, nella valorizzazione degli sbilanciamenti, nella gestione delle garanzie richieste agli operatori e in numerosi meccanismi regolatori. Qualsiasi revisione del suo ruolo richiede quindi una riflessione complessiva sugli effetti lungo l'intera filiera energetica.

Il dibattito si inserisce inoltre in un contesto europeo caratterizzato da una crescente attenzione ai segnali locazionali di prezzo. L'Italia rimane l'unico grande mercato elettrico continentale ad aver sviluppato un meccanismo come il PUN, che media i prezzi zonal restituendo un unico valore di riferimento nazionale per gli acquisti. Una scelta che storicamente ha consentito di attenuare le differenze territoriali derivanti dalle congestioni di rete, ma che oggi viene messa in discussione dall'evoluzione del sistema elettrico e dall'aumento della generazione rinnovabile distribuita sul territorio.

Negli ultimi anni, infatti, il quadro è profondamente cambiato. La crescita delle fonti rinnovabili e il rafforzamento delle infrastrutture di trasmissione hanno progressivamente ridotto i differenziali storici tra le diverse zone di mercato. Sicilia e Sardegna, tradizionalmente caratterizzate da prezzi più elevati rispetto alla media nazionale, hanno registrato una significativa convergenza verso il PUN, fino ad arrivare in alcuni periodi a presentare valori inferiori alla media. Allo stesso tempo, l'aumento della produzione da fonti non programmabili sta modificando in modo strutturale la formazione dei prezzi, con una crescente frequenza di ore caratterizzate da valori molto bassi o prossimi allo zero.

È proprio questo uno degli elementi che alimentano la discussione sui prezzi zionali. Restituire ai consumatori un segnale di prezzo maggiormente aderente alle condizioni locali del sistema potrebbe incentivare comportamenti più efficienti e favorire una partecipazione più attiva della domanda. Il legislatore europeo e nazionale individua, infatti, nella flessibilità una delle principali finalità della riforma. Non a caso, tra le ipotesi valutate dall'Autorità negli anni scorsi figurava quella di riservare prioritariamente il passaggio ai prezzi zionali ai clienti in grado di offrire servizi di flessibilità o di partecipare ai mercati ancillari, valorizzando così il contributo che domanda e risorse distribuite possono fornire alla gestione della rete.

Secondo simulazioni effettuate alcuni anni orsono, pur con tutti i limiti derivanti da assunzioni sviluppate in un contesto molto diverso da quello attuale, le analisi indicano che una maggiore penetrazione delle rinnovabili nelle regioni meridionali potrebbe tradursi in prezzi strutturalmente inferiori nelle zone del Sud e delle Isole rispetto alle aree settentrionali. Nord e Centro-Nord registrerebbero invece prezzi medi più elevati, riflettendo la maggiore concentrazione dei consumi e una minore disponibilità relativa di generazione rinnovabile.

La conseguenza più immediata riguarda il tema della competitività industriale. Le aree settentrionali ospitano infatti gran parte del tessuto manifatturiero nazionale e la maggioranza delle imprese energivore. Un differenziale di prezzo persistente potrebbe tradursi in un ulteriore elemento di pressione sui costi energetici di queste realtà, mentre le regioni meridionali potrebbero beneficiare di un vantaggio relativo nella localizzazione di nuovi investimenti. Tuttavia, il costo dell'energia rappresenta soltanto uno dei fattori che influenzano le scelte industriali e difficilmente, da solo, può determinare fenomeni significativi di rilocalizzazione produttiva.

Parallelamente emerge il ruolo strategico delle infrastrutture. Progetti come Adriatic Link, Tyrrhenian Link e gli altri interventi previsti da Terna puntano proprio a ridurre le congestioni che determinano la separazione tra le zone di mercato. Maggiore capacità di trasporto significa minori differenziali di prezzo e una più efficiente integrazione delle rinnovabili. Lo stesso vale per gli accumuli, chiamati a svolgere una funzione sempre più importante nel bilanciamento del sistema. Resta però aperta la questione del corretto bilanciamento tra benefici attesi e costi degli investimenti necessari, che inevitabilmente si riflettono sulle tariffe di rete.

Il punto centrale è che il dibattito sui prezzi zionali non può essere affrontato isolatamente. La riforma sarà efficace soltanto se accompagnata dal completamento del quadro regolatorio sulla flessibilità, dall'apertura dei mercati locali dei servizi di rete, dalla piena valorizzazione delle risorse distribuite e dalla rimozione delle barriere che ancora limitano la partecipazione degli aggregatori e della domanda ai mercati elettrici. In assenza di questi strumenti, il rischio è che i nuovi segnali di prezzo non trovino una risposta adeguata da parte degli utenti e del sistema.

La sfida che attende il regolatore appare quindi particolarmente complessa. Da un lato vi è l'esigenza di aumentare l'efficienza economica e la coerenza dei segnali di mercato in un sistema sempre più dominato dalle fonti rinnovabili; dall'altro occorre evitare che il nuovo assetto produca effetti indesiderati sul piano territoriale e industriale. Il superamento del PUN non rappresenta soltanto una modifica tecnica dei meccanismi di formazione del prezzo dell'energia, ma una scelta strategica destinata a influenzare il percorso di decarbonizzazione del Paese e l'equilibrio tra competitività, sostenibilità ed equità del sistema elettrico nazionale. Nei prossimi mesi il confronto tra Autorità, istituzioni e operatori sarà chiamato a individuare un punto di equilibrio capace di trasformare questa riforma da potenziale fattore di divisione territoriale a leva per una maggiore efficienza del mercato e per una più efficace integrazione della transizione energetica.

2. INFO ITALIA

- **Prezzi zonal, oltre il PUN: la sfida di un nuovo equilibrio per il mercato elettrico italiano**

La conversione diretta dell'energia solare in combustibili rappresenta una delle principali sfide tecnologiche della transizione energetica. Sebbene il rapido sviluppo delle fonti rinnovabili abbia consentito una significativa riduzione delle emissioni nel settore elettrico, permane la necessità di individuare sistemi efficienti per immagazzinare l'energia prodotta e renderla disponibile quando necessario. In questo contesto, la fotosintesi artificiale è considerata una delle tecnologie più promettenti, poiché consente di trasformare la radiazione solare in combustibili chimici utilizzando esclusivamente acqua e anidride carbonica.

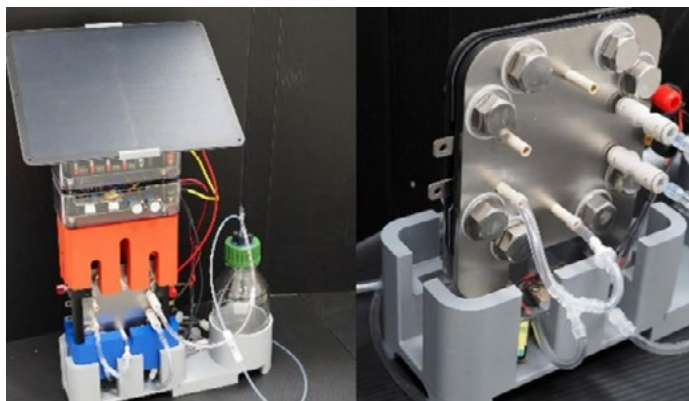
Un importante avanzamento in questo settore è stato recentemente ottenuto dai ricercatori del Centro di Ricerca per la Fotosintesi Artificiale dell'Università Metropolitana di Osaka, che hanno sviluppato un sistema in grado di produrre combustibili solari senza l'impiego di batterie o dispositivi elettronici dedicati al controllo della potenza. L'innovazione introduce un approccio radicalmente diverso rispetto alle configurazioni convenzionali e potrebbe contribuire a ridurre in modo significativo i costi e la complessità delle future installazioni per la produzione di combustibili sintetici.

Il ruolo della fotosintesi artificiale nella transizione energetica

La fotosintesi artificiale si ispira ai processi biologici che consentono alle piante di convertire la luce solare in energia chimica. Attraverso sistemi progettati artificialmente, l'obiettivo è utilizzare l'energia solare per trasformare acqua e anidride carbonica in composti ad elevato contenuto energetico, come idrogeno, metanolo o acido formico.

Tra i prodotti ottenibili, l'acido formico riveste un interesse crescente perché può essere utilizzato sia come combustibile

sia come vettore per l'immagazzinamento e il trasporto dell'idrogeno. La sua produzione a partire da CO₂ e acqua consentirebbe inoltre di valorizzare l'anidride carbonica come materia prima, contribuendo allo sviluppo di modelli industriali basati sul riciclo del carbonio.



Il sistema di fotosintesi artificiale produce acido formico a partire da anidride carbonica e acqua. L'immagine a destra mostra l'elettrolizzatore unico sviluppato dal gruppo. Fonte: Osaka Metropolitan University

Nonostante il notevole progresso scientifico registrato negli ultimi anni, la diffusione della fotosintesi artificiale è stata finora limitata da problematiche legate all'efficienza dei processi e alla complessità dei sistemi di gestione energetica. Una delle principali criticità riguarda infatti la forte variabilità dell'irraggiamento solare, che determina continue oscillazioni nella quantità di energia disponibile per le reazioni elettrochimiche.

Il limite dei sistemi convenzionali

Nelle configurazioni tradizionali, la gestione delle variazioni della radiazione solare viene affidata a sistemi di Maximum Power Point Tracking (MPPT), tecnologie che consentono di mantenere i moduli fotovoltaici nelle condizioni operative ottimali regolando costantemente tensione e corrente.

Questi sistemi richiedono normalmente batterie, convertitori elettronici, sensori e dispositivi di controllo che assicurano il corretto funzionamento dell'impianto anche in presenza di nuvolosità, variazioni stagionali o rapidi cambiamenti delle condizioni atmosferiche. Sebbene efficaci, tali componenti aumentano sensibilmente il costo degli impianti, ne complicano la progettazione e introducono ulteriori esigenze di manutenzione. La presenza delle batterie costituisce inoltre un elemento particolarmente critico dal punto di vista economico e ambientale. Oltre a rappresentare una voce rilevante del costo complessivo del sistema, esse richiedono sostituzioni periodiche e comportano problematiche legate all'approvvigionamento delle materie prime e al fine vita dei componenti.

L'innovazione: un elettrolizzatore che si autoregola

Per superare tali limitazioni, il gruppo di ricerca guidato dal professore associato Yasuo Matsubara e dal professor Yutaka Amao, in collaborazione con Iida Group Holdings, ha sviluppato una nuova architettura nella quale la funzione di regolazione della potenza viene svolta direttamente dall'elettrolizzatore.

L'elemento chiave dell'innovazione consiste nell'integrazione di uno speciale elettrolita solido capace di modificare automaticamente le proprie caratteristiche elettriche in risposta alle variazioni di temperatura generate dalla luce solare. Grazie a questa soluzione, il dispositivo è in grado di eseguire autonomamente la funzione normalmente affidata ai sistemi MPPT, senza necessità di batterie, convertitori o unità elettroniche di controllo.

Il principio di funzionamento è relativamente semplice ma estremamente efficace. Quando l'intensità della radiazione solare aumenta, l'elettrolizzatore si riscalda e la resistenza elettrica dell'elettrolita diminuisce. La conseguente riduzione dell'impedenza favorisce il passaggio di una maggiore corrente e consente alla cella fotovoltaica di operare in prossimità del proprio punto di massima efficienza. In condizioni di minore irraggiamento avviene il processo opposto: la resistenza aumenta automaticamente, evitando squilibri operativi e mantenendo stabile la conversione energetica. In sostanza, il sistema sfrutta le proprie proprietà fisiche e termiche per adattarsi alle condizioni ambientali, sostituendo una funzione che tradizionalmente richiedeva dispositivi elettronici dedicati.

La validazione sperimentale rappresenta uno degli aspetti più rilevanti della ricerca. I test condotti all'aperto hanno dimostrato che il sistema è in grado di produrre acido formico in modo continuo a partire da acqua e anidride carbonica anche in presenza di significative variazioni dell'intensità luminosa.

Secondo i ricercatori, il comportamento autoregolante dell'elettrolizzatore consente di mantenere una produzione di combustibile più stabile durante l'intero arco della giornata, riducendo al minimo le perdite di efficienza associate alle fluttuazioni dell'energia solare disponibile.

La tecnologia è stata inoltre presentata all'Expo Osaka-Kansai 2025, dove il sistema ha prodotto una

quantità di acido formico sufficiente ad alimentare un modello dimostrativo esposto nel padiglione dedicato alla collaborazione tra l'Università Metropolitana di Osaka e Iida Group Holdings. Sebbene si tratti ancora di una dimostrazione su scala ridotta, il risultato conferma la fattibilità dell'approccio e ne evidenzia le potenzialità applicative.

Lo sviluppo di questa tecnologia si inserisce nel più ampio quadro delle politiche energetiche del Giappone, che punta al raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050 e considera l'idrogeno e i combustibili sintetici elementi centrali della futura strategia energetica nazionale.

In tale contesto, la ricerca sulla fotosintesi artificiale assume una valenza strategica poiché offre la possibilità di trasformare direttamente l'energia solare intermittente in vettori energetici facilmente immagazzinabili e trasportabili. A differenza dell'elettricità, infatti, i combustibili chimici possono essere accumulati per lunghi periodi e utilizzati nei settori difficilmente elettrificabili, come alcune applicazioni industriali, il trasporto marittimo e l'aviazione.

I prossimi passi della ricerca saranno orientati all'ottimizzazione dell'elettrolita solido e al miglioramento della durata operativa del sistema. Saranno inoltre necessari ulteriori test in condizioni climatiche differenti e studi dedicati alla scalabilità industriale della tecnologia.

Secondo i ricercatori, il principio di autoregolazione sviluppato potrebbe essere applicato anche ad altre piattaforme di conversione fotoelettrochimica e a processi destinati alla produzione di differenti combustibili solari e intermedi chimici.

La ricerca dell'Università Metropolitana di Osaka dimostra come l'evoluzione dei materiali e dell'ingegneria elettrochimica possa aprire nuove strade verso una produzione di energia sostenibile più efficiente e meno dipendente da componenti costosi. Pur essendo ancora nelle fasi iniziali di sviluppo, la tecnologia offre indicazioni concrete sulle possibili direzioni future della fotosintesi artificiale e sul ruolo che essa potrà svolgere nel percorso globale di decarbonizzazione.

4. NEWS DAL MONDO

Il Canada procede con la costruzione di un corridoio di esportazione di petrolio da 1 milione di barili al giorno che collegherà l'Alberta alla costa del Pacifico

Il Canada ha presentato i piani per la costruzione di un nuovo oleodotto che collegherà l'Alberta alla costa del Pacifico, segnando un passo avanti verso la creazione di un'ulteriore rotta di esportazione per le sue vaste riserve petrolifere verso i mercati asiatici. L'oleodotto avrebbe una capacità di trasporto di 1 milione di barili al giorno. Il percorso seguirebbe in gran parte il corridoio Trans Mountain esistente, l'unico oleodotto canadese che fornisce accesso ai mercati asiatici.

Il progetto potrebbe rafforzare la posizione del Canada come importante fornitore globale di energia, poiché i principali importatori di petrolio asiatici cercano di diversificare le proprie fonti al di fuori del Medio Oriente in seguito al conflitto con l'Iran.

Il Canada e l'Alberta deterranno quote di proprietà paritarie nel progetto, mentre ci sarà una quota azionaria significativa riservata ai popoli indigeni. Pembina Pipeline Corporation sarà un investitore del settore privato e contribuirà con la propria esperienza allo sviluppo del progetto, che sarà guidato da Trans Mountain Corporation. Le misure annunciate sono in linea con il Memorandum d'intesa firmato tra il governo federale e il governo dell'Alberta nel novembre 2025, nonché con l'Accordo di attuazione concluso nel maggio 2026. La costruzione dell'oleodotto potrebbe iniziare già a settembre 2027.

Le riserve petrolifere accertate del Canada (incluse le riserve accertate di sabbie bituminose dell'Alberta, pari a circa 160 miliardi di barili) sono le quarte più grandi al mondo. La produzione nazionale di petrolio greggio, NGL (Natural Gas Liquids - liquidi di gas naturale) e petrolio non convenzionale è aumentata del 4,3% all'anno dal 2010, raggiungendo i 314 milioni di tonnellate nel 2024 (+89%), più che raddoppiata dal 2000. Questa crescita è dovuta allo sviluppo del petrolio non convenzionale. L'Alberta è responsabile di gran parte della produzione nazionale di petrolio greggio.

La Banca Mondiale abbandona l'obiettivo del 45% di finanziamenti annuali per il clima

Il Gruppo della Banca Mondiale ha annunciato di voler abbandonare l'impegno di destinare il 45% dei propri prestiti annuali a progetti che generino benefici collaterali per il clima e quello del 35% previsto nel Piano d'azione per i cambiamenti climatici (CCAP).

La Banca Mondiale si è impegnata a interrompere i finanziamenti per i progetti di esplorazione e produzione di petrolio e gas a partire dal 2019, pur mantenendo la possibilità di sostenere gli investimenti nel gas naturale nei Paesi che affrontano urgenti esigenze energetiche e non dispongono di alternative di energia rinnovabile a breve termine, a condizione che tali investimenti non comportino un vincolo di carbonio a lungo termine. L'obiettivo del 45% di benefici collaterali climatici è stato successivamente introdotto nel 2023.

L'organizzazione aveva subito pressioni dall'amministrazione Trump per rimuovere il proprio obiettivo di prestiti per il clima. Gli Stati Uniti esercitano la maggiore influenza sulle decisioni della Banca Mondiale, rappresentando circa il 16% dei diritti di voto nella Banca Internazionale per la Ricostruzione e lo Sviluppo (BIRS). Secondo il sito web dell'organizzazione, gli Stati Uniti sono l'unico azionista del Gruppo della Banca Mondiale con potere di veto su alcune modifiche alla struttura della Banca.

Il governo danese presenta una proposta per dare priorità all'accesso alla rete elettrica

Il governo danese ha ottenuto un ampio sostegno bipartisan per un piano di emergenza finalizzato a gestire le crescenti congestioni della rete elettrica, in un contesto in cui la domanda di nuove connessioni supera il ritmo di espansione delle infrastrutture di rete. La proposta di legge prevede il superamento dell'attuale criterio del "primo arrivato, primo servito", consentendo al gestore del sistema di trasmissione, Energinet, e agli altri operatori di rete di assegnare la capacità disponibile sulla base di criteri definiti a livello politico.

La priorità verrebbe attribuita ai servizi essenziali per la collettività, ai consumi domestici, ai processi di elettrificazione dell'industria e dei trasporti e ai progetti di produzione da fonti rinnovabili. Al contrario, i carichi caratterizzati da elevati consumi e scarsa flessibilità, in particolare i data center, potrebbero ricevere una priorità inferiore. La riforma riflette la crescente preoccupazione che i vincoli della rete possano rallentare il processo di elettrificazione e compromettere il raggiungimento degli obiettivi climatici del Paese. Il piano introduce inoltre un sistema strutturato di valutazione delle richieste di connessione, basato sia sulla categoria del progetto sia sulla sua "compatibilità con la rete", e attribuisce agli operatori la facoltà di respingere determinate richieste qualora ricorrano specifiche condizioni tecniche. La misura rappresenta tuttavia solo un primo passo: il governo prevede ulteriori interventi per accelerare lo sviluppo delle infrastrutture di rete e definire una strategia energetica di lungo periodo con orizzonte al 2035.

La Francia prevede di estendere il sistema dei certificati di produzione di biogas fino al 2041

Il governo francese ha avviato una consultazione pubblica su un decreto volto a estendere il sistema dei certificati di produzione di biogas dal 2029 al 2041 (AFP, 29/06/2026). Il meccanismo, entrato in vigore nel gennaio 2026, impone ai fornitori di gas l'obbligo di incorporare quote crescenti di biometano nel proprio mix di approvvigionamento, con un obiettivo del 4% entro il 2028 e incrementi progressivi negli anni successivi. La proposta prevede inoltre l'estensione dell'ammissibilità a nuove filiere di produzione di biometano secondo un approccio tecnologicamente neutrale e una semplificazione delle procedure di sostegno per i progetti di minori dimensioni, attraverso meccanismi di gara più snelli e meno onerosi.

Il sistema dei BPC sostiene lo sviluppo del biometano imponendo ai fornitori di gas di produrlo direttamente oppure di acquistare certificati dai produttori. I costi associati al meccanismo vengono trasferiti ai consumatori finali e sono stimati in circa 8 €/MWh entro il 2030, con una tendenza al rialzo negli anni successivi.

La Francia si conferma il principale produttore di biometano in Europa, con una capacità installata superiore a 16 TWh all'anno distribuita su circa 830 impianti. Inoltre, sono attualmente in fase di sviluppo quasi 900 nuovi progetti, che potrebbero aggiungere ulteriori 19 TWh/anno di capacità produttiva.

DTEK e GE Vernova firmano un protocollo d'intesa per un progetto di centrale a ciclo combinato a gas da 650 MW in Ucraina

Il gruppo energetico privato ucraino DTEK ha firmato un protocollo d'intesa (MoU) con GE Vernova per promuovere lo sviluppo di una nuova centrale elettrica a ciclo combinato a gas nell'Ucraina occidentale. Il progetto, del valore stimato di 900 milioni di euro, prevede la realizzazione di un impianto da 650 MW presso il sito della centrale di Burshtyn, di proprietà di DTEK, nell'ambito della strategia aziendale di con-

versione della generazione elettrica dal carbone al gas naturale.

In base all'accordo, DTEK e GE Vernova collaboreranno alla possibile implementazione di tecnologie avanzate per turbine a gas, alla fornitura delle principali apparecchiature e alla definizione delle strutture di finanziamento del progetto. La cooperazione riguarderà inoltre le infrastrutture ausiliarie necessarie per il collegamento dell'impianto alla rete elettrica. L'entrata in esercizio della centrale è prevista entro il 2032, con una produzione stimata fino a 5 TWh all'anno.

L'iniziativa si inserisce nel più ampio processo di ricostruzione e modernizzazione del sistema energetico ucraino. All'inizio di giugno 2026, il governo di Kiev ha annunciato una gara per la realizzazione di 1,5 GW di nuova capacità di generazione a gas, articolata in quattro lotti regionali. Di questi, 872 MW saranno sviluppati nelle regioni di Sumy, Kharkiv e Poltava, 283 MW nella regione di Dnipropetrovsk, 250 MW nella città di Kiev e nelle regioni di Kiev e Chernihiv, e 100 MW nella regione di Odessa.

La gara rientra nella strategia energetica nazionale che punta a riportare la capacità installata del Paese a 54 GW. Secondo gli obiettivi del governo, il mix elettrico futuro dovrebbe essere composto per il 50% da energia nucleare, per il 30% da fonti rinnovabili e per il restante 20% da impianti alimentati a gas naturale.

La Cina punta a raggiungere il 50% di elettricità da fonti non fossili entro il 2030

La Commissione Nazionale per lo Sviluppo e la Riforma (NDRC) e l'Amministrazione Nazionale dell'Energia (NEA) della Cina hanno pubblicato congiuntamente il 15° Piano Quinquennale per la costruzione di un nuovo sistema energetico, delineando gli obiettivi del settore energetico per il periodo 2026-2030. Il piano prevede che entro il 2030 le fonti non fossili coprano il 50% della produzione nazionale di energia elettrica, rispetto al 41% registrato nel 2025 con circa il 30% della generazione proveniente da impianti eolici e solari. Parallelamente, la quota di capacità installata riconducibile alle fonti eolica e solare dovrebbe superare il 50% entro il 2030, rispetto al 47% del 2025, mentre l'intensità energetica del settore dovrebbe ridursi di oltre il 10% nel corso del quinquennio.

Il piano prevede inoltre un significativo potenziamento delle tecnologie di accumulo e delle fonti a basse emissioni. In particolare, la capacità degli impianti idroelettrici con bacino dovrebbe raggiungere i 300 GW entro il 2030, mentre quella degli impianti idroelettrici a pompaggio dovrebbe salire a 160 GW, rispetto ai 62 GW del 2025. La capacità nucleare dovrebbe aumentare fino a 110 GW, facendo principalmente affidamento sui reattori ad acqua pressurizzata di terza generazione, mentre la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili dovrebbe raggiungere i 2 milioni di tonnellate annue.

Un elemento centrale della strategia è il rafforzamento della flessibilità del sistema elettrico. Il piano attribuisce un ruolo chiave ai veicoli elettrici, che attraverso le tecnologie di interazione veicolo-rete (Vehicle-to-Grid, V2G) dovrebbero fornire circa 50 GW di capacità di ricarica modulabile entro il 2030. Nello stesso periodo, il numero delle infrastrutture di ricarica dovrebbe raddoppiare, raggiungendo circa 40 milioni di unità.

Anche le centrali elettriche virtuali (Virtual Power Plants – VPP) sono destinate ad assumere un ruolo crescente, con una capacità aggregata prevista superiore a 50 GW entro il 2030. Complessivamente, le fonti non fossili dovrebbero rappresentare il 25% del consumo energetico totale del Paese, rispetto al 14% del 2025.

Il piano delinea l'obiettivo di realizzare entro il 2030 un sistema energetico pulito, a basse emissioni di carbonio, sicuro ed efficiente, sostenuto da un mercato elettrico nazionale unificato. Nello stesso orizzonte temporale, il governo cinese prevede che il consumo di carbone e petrolio raggiunga il proprio picco, segnando un passaggio cruciale nel percorso di transizione energetica del Paese.

La Spagna approva aste per il rinnovo di 1,2 GW di capacità di cogenerazione industriale

Il Ministero spagnolo per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha approvato il quadro normativo per l'assegnazione di fino a 1,2 GW di nuova capacità di cogenerazione ad alta efficienza, alimentata a gas naturale o biomassa, destinata sia alla realizzazione di nuovi impianti sia all'ammodernamento degli impianti industriali esistenti.

Il programma prevede lo svolgimento di due aste da 600 MW ciascuna, rispettivamente nel 2026 e nel 2027, con l'assegnazione di uno specifico regime di remunerazione volto a favorire gli investimenti nel settore.

Saranno ammessi alle procedure competitive gli impianti di cogenerazione alimentati a gas naturale e a biomassa. Per la prima volta, il meccanismo includerà anche progetti basati sulla biomassa, nonché impianti esistenti alimentati da altri combustibili fossili che intendano riconvertirsi all'utilizzo di gas naturale o biomassa. Gli impianti a gas dovranno utilizzare una quota minima del 10% di idrogeno rinnovabile, mentre quelli a biomassa saranno tenuti a rispettare specifici criteri di sostenibilità ambientale e di riduzione delle emissioni.

La potenza massima dei singoli progetti non potrà superare i 100 MW, limite ridotto a 15 MW nei sistemi elettrici non peninsulari. Inoltre, nessun operatore potrà aggiudicarsi oltre il 50% della capacità complessivamente messa a gara, al fine di garantire un adeguato livello di concorrenza.

Secondo le stime del MITECO, i 1,2 GW di nuova capacità potrebbero consentire una riduzione cumulata di circa 8,4 milioni di tonnellate di CO₂ nell'arco della vita utile degli impianti. L'iniziativa si inserisce nel quadro del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2023-2030, che attribuisce un ruolo strategico alla modernizzazione del parco di cogenerazione e al rafforzamento della flessibilità del sistema elettrico spagnolo.



 **FEDERMANAGER**

AIEE	ASSOCIAZIONE ITALIANA ECONOMISTI DELL'ENERGIA
-------------	---